

ТЕХНОЛОГИЯ РЕНОВАЦИИ СЛУЖЕБНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

RENOVATION TECHNOLOGY OF SERVICE PROPERTIES OF PUMP-COMPRESSOR TUBES

Н. А. Богатов д. э. н.¹, А. А. Богатов д. т. н.², проф., Д. Р. Салихьянов аспирант²
1 – ЗАО НПО «ТЭМП» (Москва), 2 – УрФУ, ИММТ (Екатеринбург)

Abstract

The problem of rapid failure of pump-compression tubes (PCT) exists under present conditions of oil production in the Russian Federation. Primary cause of this problem is different types of corrosion. To restore damaged tubes the technology using corrosion resistant steel inner pipe lining is offered. The technology allow to get composite tubes which have high servicing characteristics. The technology was tested under field conditions and the results of those tests showed high efficiency of the above lining method to solve the problem of PCT corrosion damage.

1. Актуальность проблемы

В современных условиях добычи нефти в РФ, большинство скважин, открытых 20 – 30 лет назад, находятся на завершающей стадии освоения. Это стадия характеризуется высокой агрессивностью смеси нефти, высокоминерализованной воды и газов (эмульсии). В результате снижается долговечность и надежность нефтедобывающего оборудования (НДО), растет себестоимость добычи нефти. В процессе эксплуатации НКТ подвергаются интенсивной электрохимической коррозии, коррозионному растрескиванию, коррозионной усталости, сульфидному растрескиванию, коррозионно-механическому износу в паре трения с муфтами насосных штанг, что обуславливает их частые отказы или низкую эффективность работы. По этой причине, одним из наиболее широко расходуемых ресурсов в нефтедобывающих скважинах являются насосно-компрессорные трубы (НКТ), обеспечивающих перекачку добываемой нефтегазоводяной эмульсии из забоя к устью скважины. В качестве материала труб наиболее часто используются марганцовистые стали (30Г2, 35Г2С и т. д.) и хромомолибденовые стали (30ХМА). Как показывает практика срок службы НКТ из марганцовистых сталей до выхода из строя по причине сквозной язвенной коррозии в отдельных случаях (на скважинах с высоким содержанием CO₂) не превышает даже двух месяцев. В тех же условиях срок службы сталей типа 30ХМА до образования сквозных язвенных отверстий составляет порядка 4 месяца эксплуатации [1, 2].

Выход из строя НКТ несет в себе как прямые, так и косвенные потери, связанные с простоем скважины на время ремонта. По данным [3] на декабрь 2011 года, эксплуатационный фонд скважин составляет 160 тыс., из них добывающих 137 тыс. Известно, что трубная промышленность России и поставки труб по импорту предоставляют нефтегазовому комплексу 430-450 тыс. т. НКТ, в том числе нефтяным компаниям 350 тыс. т. Из них на укомплектование вновь построенных скважин требуется 120-130 тыс. т., остальные 230 тыс. т. используются на замену изношенных. Как

показывает практика, долговечность НКТ в большой степени зависит от условий эксплуатации и неправильный выбор материала труб и способа защиты нефтедобывающего оборудования приводит к преждевременному выходу из строя НКТ.

Кроме того, в существующих стандартах на насосно-компрессорные трубы ГОСТ Р 52203 – 2004 и API – 5СТ отсутствуют требования по сопротивлению коррозионному разрушению, коррозионно-механическому изнашиванию, образованию асфальто-смолопарафинистых отложений на внутренней поверхности труб и т. д., что осложняет выбор оптимального материала труб для конкретных условий эксплуатации. Выдвигаемые требования к трубам по коррозионной стойкости и механической прочности не позволяют найти рациональное решение, в связи с этим проблема повышения эксплуатационного ресурса НКТ требует решения и является одной из актуальных проблем металлургического производства.

2. Традиционная технология ремонта НКТ

Одним из способов увеличения срока эксплуатации НКТ являются технологии ремонта насосно-компрессорных труб, поэтому они представляют большой интерес для нефтедобывающих компаний. Многочисленными исследованиями установлено, что при эксплуатации НКТ преобладающей причиной отбраковки является локальный механизм протекания коррозии при незначительной общей коррозии. Как показывает практика эксплуатации нефтедобывающего оборудования (рис. 1), преобладающим видом разрушения являются язвенная коррозия, т. е. образование язв на внутренней поверхности НКТ. Существующим стандартом на эксплуатацию НКТ установлена максимальная глубина дефектов – 25% от номинальной толщины стенки, при достижении которой трубы необходимо выводить из эксплуатации.

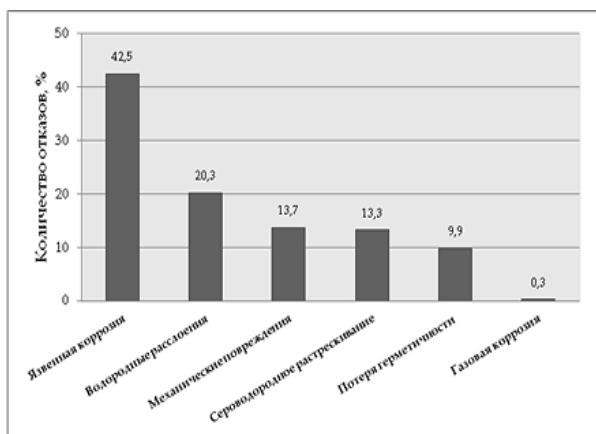


Рис. 1. Отказы нефтедобывающего оборудования за 1974 – 1998 [4]

Трубы, с недопустимой глубиной дефектов поступают в ремонтный цех, в котором осуществляют следующие основные операции:

- Приемка труб и сопроводительной документации;
- Мойка НКТ в воде при температуре 65-80°C, насыщенными моющими средствами;
- Сортировка труб по типоразмерам (D x S x L) и качеству-пригодные или не пригодные для ремонта по существующей технологии;
- Шаблонирование концевых участков труб;
- Отворачивание муфт;
- Проверка состояния резьбы ниппельного и муфтового концов НКТ;
- Неразрушающий контроль НКТ;
- Обрезка концов;
- Нарезание резьбы, контроль качества резьбы;
- Наворачивание новых муфт НКТ;
- Гидравлическое испытание;
- Шаблонирование труб по всей длине;
- Замер длин и маркировка труб;
- Консервация и упаковка;
- Складирование и отгрузка труб потребителю.

Во операции дефектоскопии труб устанавливается длина забракованного участка. Ремонт осуществляют в том случае, если длина готовой трубы будет не менее 5м. После проведения подготовительных операций проводят отрезку дефектных участков, нарезание новой резьбы, навертку муфт и финишные операции. При всей простоте организации ремонта НКТ, имеется один существенный недостаток технологии – практически не исправляется качество внутренней поверхности НКТ. После ремонта на внутренней поверхности НКТ остаются язвы, каверны, углубления, изъязвления и прочие дефекты. В совокупности с высоким показателем шероховатости $Ra = 40 - 50$ мкм, отремонтированные НКТ обладают низким эксплуатационным ресурсом по сравнению с новыми НКТ. Со временем эксплуатации скважины, агрессивность добываемых веществ

возрастает и срок эксплуатации снижается и отремонтированные трубы, подвергнутые новым дефектам вновь направляются на ремонт. В связи с переходом большинства скважин на завершающую стадию, затраты, связанные с ремонтом НКТ возрастают и снижается их эффективность. В целях сохранения металлофонда и повышения эксплуатационных характеристик НКТ требуются новые инновационные способы восстановления НКТ и повышения их эксплуатационных характеристик.

3. Инновационные технологии восстановления эксплуатационного ресурса НКТ

Мировая практика показывает высокую эффективность применения биметаллических и композиционных труб взамен труб, исполненных в монометаллическом варианте. За счет использования двух разнородных материалов удается удовлетворить всем выдвигаемым требованиям, тогда как при применении монометаллических труб это крайне затруднительно. Применительно к нефтедобывающей отрасли использование биметаллических труб позволяет использовать углеродистую сталь, имеющей невысокое сопротивление коррозионному разрушению, в качестве основы, а дорогостоящую коррозионностойкую сталь в качестве внутреннего плакирующего слоя. В результате срок эксплуатации многократно увеличивается при незначительном увеличении стоимости труб.

Однако, до сих пор, остаются неразработанными технологии изготовления композиционных труб, использующих в качестве исходного сырья трубы, исчерпавшие первоначальный эксплуатационный ресурс. Это связано с технологическими особенностями и проблемами, связанными с качеством изношенных труб.

В работе рассматривается технология восстановления НКТ типоразмера 73x5,5, способом лейнирования, в результате которого, получается композиционная труба с высокими эксплуатационными характеристиками. Лейнированием называется технология совместной раздачи НКТ и внутренней вставки –лейнера, выполненного из тонкостенной электросварной трубы, со слоем герметика между ними. Особая роль герметика заключается в заполнении дефектов, язв и прочих несплошностей на внутренней поверхности НКТ, исключении контакта НКТ и лейнера, надежном сцеплении оболочек, а также в полном исключении протекания коррозионных процессов на внутренней поверхности НКТ, начавшихся на первом этапе эксплуатации[5].

Проведенными расчетами на прочность установлено, что максимально допустимая глубина дефектов НКТ, направляемых на лейнирование, может быть увеличена до 65 % от номинальной

толщины стенки. Для типоразмера 73x5,5 максимальная глубина дефектов увеличивается с 1,9 до 3,4 мм.

При разработке технологии в первую очередь учитывались диапазон разброса значений внутреннего и наружного диаметров.

Требования стандартов на насосно-компрессорные трубы (ГОСТ Р 52203-2004, ТУ 14-161-150-94, ТУ 14-161-179-97, API 5CT) допускают отклонения размеров НКТ от номинального значения 73x5,5 по внутреннему диаметру от 60,4 до 64,2 мм [6]. Требования стандартов (ГОСТ 11068-81) на сварную трубу (лейнер) допускает отклонения размеров по наружному диаметру от 56,43 до 57,57 для номинального размера 57x1,5 [7]. При сборке лейнера и НКТ БУ зазор между наружной поверхностью лейнера и внутренней поверхностью трубы составит 2 – 3 мм. Нетрудно вычислить, что зазор между лейнером и НКТ БУ будет изменяться в пределах 2,83 – 3,87 мм, а деформация лейнера при раздаче от 7 % до 14 %. Из условия технологического испытания на раздачу (по ГОСТ 8694 - 75), предельная степень деформации лейнера при раздаче не должна превышать 10% (для каждой марки стали свое значение). Техническое решение проблемы возможно за счет разбиения НКТ БУ на несколько групп, для каждой из которых применяется свой типоразмер лейнера и диаметр оправки.

Предварительная калибровка является эффективным техническим решением. Применение калибровки облегчает организацию производства лейнированных труб, т.к. исключается необходимость сортировки заготовки на партии в зависимости от внутреннего диаметра НКТ БУ, применения лейнеров и оправок различного диаметра. С целью оценки эффективности предварительного калибрования способом раздачи было проведено компьютерное моделирование с помощью программного пакета Deform – 2D/3D. Основным показателем эффективности предварительного калибрования является показатель точности внутреннего канала НКТ БУ до и после раздачи - коэффициент вариации $\frac{S}{\bar{d}_{вн}}$, где $\bar{d}_{вн}$ – среднее значение внутреннего диаметра, S – среднее квадратическое отклонение $d_{вн}$, которое рассчитывается по

формуле
$$s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (\Lambda_i - \bar{\Lambda})^2}$$
. На рис. 2

представлена схема процесса предварительного калибрования.

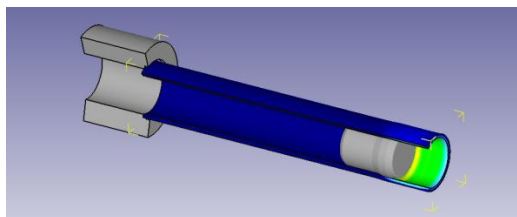


Рис. 2. Схема процесса калибрования по внутреннему диаметру

Показателем точности был принят коэффициент вариации $\frac{S}{\bar{d}_{вн}}$, который был рассчитан для рассматриваемых вариантов труб до калибровки и после калибровки. Как показывает результат расчета, точность размеров внутреннего канала НКТ в результате калибрования был увеличен в 2,6 раза.

Технологический процесс включает в себя следующие основные этапы. НКТ, исчерпавшие первоначальный эксплуатационный ресурс, имеющие дефекты, глубиной более 25 – 30 % от номинальной толщины стенки, подвергаются входному контролю, на котором определяется длина и глубина дефектных участков, характер дефектов, размеры труб, кривизна и т. д. Трубы прошедшие входной контроль, подвергаются очистке от АСПО, механической зачистке внутренней поверхности НКТ. После чего партия НКТ, поступившая на ремонт, разбиваются на несколько групп, в зависимости от размеров внутреннего диаметра, каждая из которых раздается оправкой с определенным размером внутреннего диаметра. Затем осуществляется сборка составной трубы: на внутреннюю поверхность НКТ наносится равномерным слоем герметик, далее внутрь НКТ вводится лейнер, не нарушая целостности слоя герметика. Для каждой группы НКТ подобран свой типоразмер лейнера, удовлетворяющий условию необходимого зазора на сторону и обеспечивающий наименьшую предельную степень деформации. Раздача проводится на волочильном стане, таким образом, что исключается возможность вытеснения лейнера из сборной трубы. Волочильный стан настроен таким образом, чтобы обеспечить соосность НКТ, лейнера и оправки за все время раздачи.

После операции раздачи, лейнированная НКТ подвергается нагреву до 150 °С для полимеризации герметика. Температуры эксплуатации отвержденного герметика находятся в диапазоне от -60 °С до 200 °С. Большое значение на качество лейнированных композитных труб оказывает смазка внутренней поверхности перед раздачей лейнера, обеспечивающей чистоту поверхности (Ra= 0,5 0,6 мкм) и уменьшения отложений, коррозионную активность при эксплуатации.

4. Результаты испытания опытной партии восстановленных труб на скважинах

По существующим нормативам глубина дефектов на внутренней поверхности труб на завершающей стадии эксплуатации не должна превышать 1,9 мм. На первом этапе было выполнено исследование герметичности и несущей способности биметаллических труб 60x5,0 мм группы прочности Д. Опытные трубы были изготовлены из шести биметаллических патрубков длиной 1700 – 1900 мм. На трех из шести изношенных НКТ с дефектами глубиной более 1,9 мм в среднем сечении по длине дополнительно

перед лейнированием наносили по четыре сквозных отверстия диаметром 3 мм. Изношенные НКТ лейнировали раздачей электросварными трубами 47х1,5 мм из стали марки 10. Межслойные зазоры и резьбовые соединения сборной трубы были загерметизированы герметиком. Патрубки соединяли друг с другом на резьбе муфтами. Испытание сборных биметаллических труб осуществлялось на гидравлическом прессе «Brocker» в трубопрокатном цехе №4 ОАО «ПНТЗ». Гидравлическое давление за шесть ступеней повысили от 150 атм. до 580 атм. С выдержкой 60 с. По результатам испытаний сборная биметаллическая труба длиной 9500 мм выдержала испытание под давлением больше нормативного по ГОСТ Р 52203-2004 для НКТ группы прочности Д, изготавливаемых по традиционной технологии, на 13% без нарушения герметичности межслойных зазоров и резьбовых соединений с полным сохранением несущей способности по всей длине биметаллической трубы, включая участки со сквозными отверстиями в теле НКТ. Таким образом, технология лейнирования изношенных НКТ позволяет восстановить их эксплуатационный ресурс. Опытно-промышленные партии биметаллических НКТ, полученных способом лейнирования из изношенных труб 73х5,5 мм, имевших дефекты глубиной от 1,9 мм до 3,4 мм, прошли испытания в промысловых условиях на четырех объектах ОАО «Татнефть», в том числе на двух нагнетательных, одной добывающей скважинах и на трубопроводе высокого давления подачи воды к нагнетательной скважине. Условия эксплуатации НКТ на всех объектах характеризуются как тяжелые. Тонкостенные электросварные трубы-лейнеры, были изготовлены из стали 22ГЮ по ТУ 1373-021-05757850-07. Требования по содержанию химических элементов и механическим свойствам, изложенные в технических условиях ТУ 1373-021-05757850-07 существенно ужесточают нормативы, установленные для бесшовных и электросварных труб ГОСТ Р 52203-2004 и ГОСТ 10704-80. Исследованием служебных свойств лейнированных НКТ, после их эксплуатации более 3 лет установлено, что лейнированные трубы будут обладать повышенной коррозионной стойкостью по сравнению с бесшовными НКТ на основании следующих показателей:

- снижение содержания в химсоставе стали вредных примесей серы, фосфора, азота существенно уменьшает количество неметаллических включений (оксидов, сульфидов и т.п.), что повышает сопротивляемость стали коррозионным процессам;

- внутренняя поверхность лейнированной НКТ имеет шероховатость Ra 0,5-0,6, а бесшовной НКТ Ra 40-50, что больше, чем у лейнированной трубы в 8 раз;

- пластичность металла лейнера, определяемая относительным удлинением, нормой испытания на раздачу и сплющивание, в два-три

раза превышают аналогичные показатели металла бесшовных НКТ, что увеличивает их ремонтпригодность, надежность и долговечность эксплуатации насосно-компрессорных колонн;

- НКТ и лейнер, изготовленные из различных марок стали, разделены герметиком, что предотвращает развитие электрохимической коррозии;

- коррозионные процессы начинаются заново, на внутренней поверхности лейнера и максимально допустимая глубина дефектов увеличивается почти в 1,8 раза.

Лейнированные НКТ из опытно-промышленной партии эксплуатируются с 4 марта 2009 г., замечаний к качеству и работоспособности отремонтированных труб нет. Периодический контроль качества НКТ визуальным осмотром и гидроиспытанием, осуществляемые с подъемом труб из скважин, не выявил каких-либо нарушений их качества. После инспекции трубы продолжают эксплуатироваться в штатном режиме.

Список литературы

1. Особенности коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб при эксплуатации в средах с повышенным содержанием углекислого газа. С. А. Князькин, А. В. Иоффе, М. А. Выбойщик, А. О. Зырянов // Металловедение и термическая обработка металлов, 2012, № 10, с. 10-14.
2. Сафонов В. Н., Ким С. К. Эксплуатация осложненного коррозией фонда скважин в ООО «Лукойл-Коми» // Инженерная практика, № 1, 2012, с.50 – 59.
3. Статистика // Нефтегазовая вертикаль, 2012, № 3.
4. Гофarov Н. А., Гончаров А. А., Кушнарeнко В. М. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2001. 239 с.
5. Пат. 2344266 Российская Федерация. МПК E21B17/01, B32B1/08, F16L9/18, B23K20/16, B21C37/06. Способ изготовления насосно-компрессорных труб / Богатов Н. А. № 2007114162/02, заявл. 17.04.2007; опубл. 20.09.2007.
6. ГОСТ Р 52203-2004. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.
7. ГОСТ 11068-81. Трубы электросварные из коррозионно-стойкой стали. Технические условия.